文章编号:1000-4092(2022)01-039-07

纳米聚合物微球与低矿化度水复合调驱效果评价及作用机理*

袁伟峰[1],杨钰龙[1],侯吉瑞[1],程婷婷[2]

(1.中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院,北京 102249;2.重庆科技学院石油与天然气工程学院,重庆 401331)

摘要:低渗透油藏注水开发过程中注入水窜逸严重,开发后期仍存在大量剩余油。聚合物微球驱和低矿化度水驱是油藏深部调驱的两种有效手段,前者侧重调剖,后者侧重驱油,两者结合有望达到兼具调剖和驱油的双重效果。通过岩心驱替实验对纳米聚合物微球与低矿化度水复合调驱效果进行评价,并利用核磁共振T_2谱和成像测试,揭示岩心驱油过程中不同尺寸孔隙中原油动用程度和驱油机理。结果表明,微球能够有效封堵水窜通道,改变注入流体流动方向,使低矿化度水进入中小孔隙,提高波及效率和驱油效率,且注入水矿化度越低,中小孔隙中的原油动用程度越高。提高微球浓度和降低注入流体矿化度均会增强微球封堵效果,引起注入压力增加和采收率显著提高。低矿化度水与纳米聚合物微球协同增效驱油具有提高低渗透油藏采收率的潜力。

关键词:低渗透油藏;纳米聚合物微球;低矿化度水;复合调驱;核磁共振

文献标识码:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.008

中图分类号:TE357.46 **开放科学(资源服务)标识码(OSID)**:

0 前言

随着油气工业的发展,常规油气资源在剩余油气资源总量中所占的比重逐渐减小,低渗油气资源逐步成为全球油气勘探开发的热点[1-2]。但低渗透油藏注水开发过程中,注入水窜逸现象严重,加剧储层非均质性,导致油井含水迅速上升,注入水低效或无效循环,波及系数低,造成油藏中大量剩余油无法采出,开发效果差,经济效益低[3-4]。因此,控制注入水窜逸,提高水驱波及效率是低渗透油藏剩余油挖潜的关键。

注入纳米聚合物微球对低渗透油藏进行深部调驱是近年来该领域的研究热点,室内和矿场均取得了良好的效果[5-7]。聚合物微球初始粒径小,具有良好的分散性,吸水膨胀后,在通过储层岩石孔道时单个或多个微球架桥封堵或者吸附在岩石表面封堵喉道,迫使深部液流发生转向,进入低渗带,启动含油饱和度较高的储层[8-10]。而聚合物微球的膨胀性能随着溶剂水矿化度的升高而降低[11-12]。为保证纳米聚合物微球良好的膨胀和封堵性能,应尽量为其创造低盐环境。降低注入水的矿化度不仅能够提升纳米聚合物微球的调剖效果,而且能够有效提高注入水的驱油效果。关于低矿化度水驱油原理尚未形成统一的认识,目前已提出的作用机理包括改变储层润湿性、引起储层微粒运移和降低界面张力等[13-14]。其中,微粒运移是指储层原生黏土颗粒在低矿化度水的作用下从岩石表面脱落,随流体向下游运移的过程。在运移过程中一部分微粒会

* **收稿日期**:2021-10-11;**修回日期**:2021-11-02。

基金项目:国家自然科学基金"低渗油藏纳米聚合物微球与低矿化度水复合深部调驱机理研究"(项目编号 51804316)。

作者简介:袁伟峰(1997—),男,中国石油大学(北京)油气田开发工程硕士(2021),研究方向为提高采收率与采油化学,E-mail:yuanweifeng_0121@163.com。杨钰龙(1987—),男,助理研究员,阿德莱德大学石油工程博士(2016),本文通讯联系人,从事提高采收率与采油化学工作,通讯地址:102249 北京市昌平区中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院,E-mail:yulong.yang@cup.edu.cn。

堵塞孔隙喉道，造成岩心渗透率下降，但从另一个角度看，在非均质油藏中，微粒堵塞孔喉可以改变注入流体的流动方向，使之流向未被波及的区域，从而提高波及系数[15-16]。但是，由于不同储层黏土成分的含量不尽相同，有些储层岩心在驱替实验中并未收集到黏土颗粒，没有发现微粒运移的现象[17]。因此，低矿化度水驱的调剖效果也因储层类型而异[18]。

低矿化度水驱能够提高驱油效率但对波及效率影响不大，而微球通过封堵高渗通道能够提高波及效率，但对驱油效率影响不大。若两者相结合使用，有可能同时提高驱油效率和波及效率，克服单一使用时的局限性。Brattekas 等[19]研究表明，低矿化度水驱有助于提高凝胶的封堵能力。Alhuraishawy 等[20]验证了低矿化度水与凝胶颗粒复合驱在裂缝性碳酸盐岩油藏中提高采收率的可行性，在低矿化度水驱过程中，凝胶颗粒的尺寸增加使得颗粒能够更有效地封堵裂缝，降低裂缝的导流能力，迫使低矿化度水进入基质，从而提高采收率。此外，Alhuraishawy 等[21]也验证了低矿化度水与凝胶颗粒复合驱在裂缝性砂岩油藏中提高采收率的可行性，并发现低矿化度水和凝胶颗粒混合同时注入，比顺序注入采收率更高，因为低矿度水的存在使凝胶发生膨胀，提高凝胶颗粒的封堵效率。可见，如果低矿化度水的驱油性能与纳米聚合物微球的调剖性能相结合，低矿化度水驱的作用将得到更充分地发挥，二者相结合的深部调驱技术将兼具“调剖”和“驱油”两种效果，且微球的调剖功能与低矿化度水驱中潜在的黏土颗粒运移具有协同增效的作用，可以有效地控制注入水窜逸；同时该技术能够传承二者成本低、制备和施工简单的优势，在低渗透油藏深部调驱领域应用潜力巨大。

目前，国内外尚未见到有针对低渗透油藏，对低矿化度水与纳米聚合物微球复合调驱效果评价及作用机理的相关研究。鉴于在低矿化度环境中聚合物微球的膨胀性和稳定性可以得到有效保障，且微球与储层中的黏土颗粒具有协同增效作用，本文通过岩心驱替实验和核磁共振测试评价纳米聚合物微球与低矿化度水复合驱油的适应性，并通过核磁共振 T_2 谱和成像测试分析驱替过程中原油在岩心孔隙中的分布情况及剩余油特征，探究纳米聚合物微球与低矿化度水的作用机理。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

露头岩心 50-1#～50-6#，基本物性见表 1。模拟油为正十二烷，黏度 2.20 mPa·s（25 ℃）；重水、蒸馏水；模拟地层水，矿化度 9693.88 mg/L，主要离子质量浓度（单位 mg/L）：Ca^{2+} 629.29、Mg^{2+} 251.70、Na^{+} 2700.04、HCO_3^- 183.52、Cl^- 5899.58、SO_4^{2-} 29.75；纳米聚合物微球，平均粒径 105 nm，北京石大万嘉新材料科技有限公司。

MesoMR23-60H 型尺寸核磁共振成像分析仪，共振频率 23 MHz，磁体强度 0.3 T，允许驱替样品直径规格 25 mm，磁体温度为 32 ℃，迈分析仪器股份有限公司；驱替实验装置包括 HX-Ⅱ型真空加压饱和仪、岩心夹持器、平流泵、压力传感器和中间容器等。

表 1 岩心基本物性

岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	气测渗透率/(10^{-3} μm²)
50-1#	2.52	5.98	16.02	57
50-2#	2.53	5.99	16.42	47
50-3#	2.52	5.96	15.66	50
50-4#	2.52	5.96	15.66	52
50-5#	2.23	5.99	15.70	53
50-6#	2.52	5.96	15.22	52

1.2 实验方法

岩心 50-1#、50-2#和 50-3#驱油过程中进行核磁共振测试，岩心 50-4#、50-5#和 50-6#进行常规驱替实验，实验步骤类似，区别在于不使用重水，具体实验方案见表 2。

表 2 实验方案

岩心编号	驱替速率/(mL·min⁻¹)	微球质量分数/%	注入流体矿化度/(mg·L⁻¹)		
			一次水驱	微球驱	后续水驱
50-1#	0.2	5		96.94	
50-2#	0.2	5	9693.88	969.39	9693.88
50-3#	0.2	5		9693.88	
50-4#	0.5	1			
50-5#	0.2	1	9693.88	9693.88	9693.88
50-6#	0.1	1			

一次水驱(恒速注入重水配制的地层水)直至含水率达到98%;进行纳米聚合物微球驱(恒速注入重水配制的纳米聚合物微球溶液)直至含水率达到98%;后续水驱(恒速注入重水配制的地层水)直至含水率达到98%;在驱油过程中在一些节点进行核磁 T_2 谱及成像测试,检测注入压力,记录产油量和产水量。

2　结果与讨论

2.1　纳米聚合物微球与低矿化度水复合驱油效果

2.1.1　驱替速率的影响

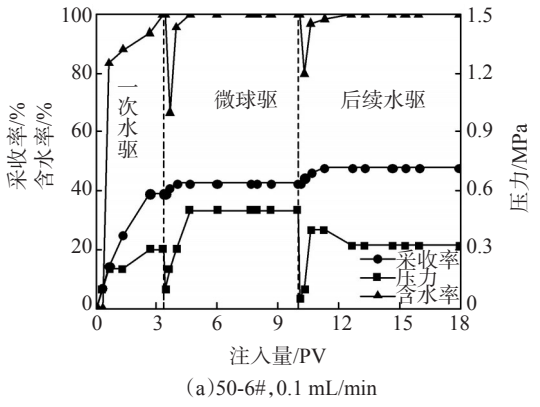
使用模拟地层水配制质量分数为1%的纳米聚合物微球溶液,测定不同驱替速率下微球的封堵及驱油效果,实验结果见表3,50-6#—50-4#岩心驱替过程中注入压力、含水率、采收率随注入体积的变化见图1。

表3　纳米聚合物微球驱油实验结果

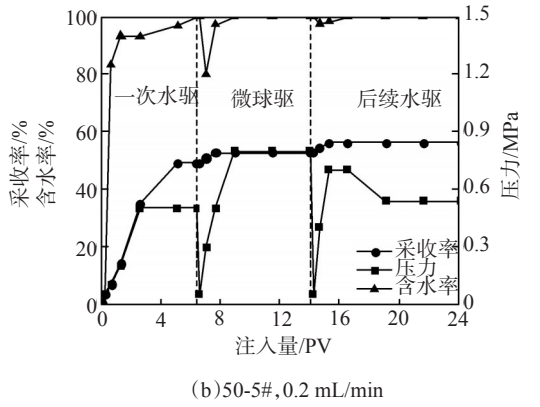
岩心编号	微球质量分数/%	驱替速率/(mL·min^{-1})	采收率/%			提高采收率/%
			一次水驱	微球驱	后续水驱	
50-1#	5	0.2	48.95	69.58	73.38	24.43
50-2#	5	0.2	49.13	66.90	71.78	22.65
50-3#	5	0.2	47.20	59.79	65.03	17.83
50-4#	1	0.5	52.82	58.10	63.38	10.56
50-5#	1	0.2	49.12	52.63	56.14	7.02
50-6#	1	0.1	39.01	42.55	47.87	8.86

由表3可知,注入由地层水配制的微球溶液,随着驱替速率增加,微球驱阶段及最终采收率增加。由图1(a)可知,驱替速率为0.1 mL/min时,一次水驱稳定压力为0.30 MPa,含水率快速增加,水窜现象明显,采收率为39.01%;注入纳米聚合物微球后,压力稍微增加并稳定在0.50 MPa,后续水驱稳定压力为0.32 MPa,最终采收率为47.87%;微球并未起到封堵作用,能够顺利通过岩心孔道。

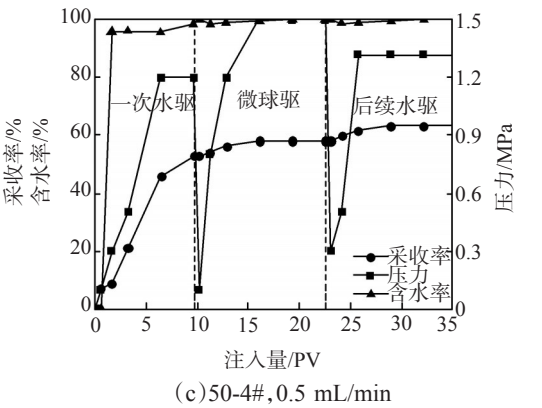
当驱替速率分别增至为0.2 mL/min和0.5 mL/min时,一次水驱稳定压力分别为0.50 MPa和1.20 MPa;纳米聚合物微球驱阶段压力分别增加至0.80 MPa和1.50 MPa;后续水驱稳定压力分别为0.54 MPa和1.32 MPa;采收率分别提高7.02%和10.56%,最终采收率分别为56.14%和63.38%。驱替速率分别为0.1、0.2、0.5 mL/min时,纳米聚合物微球驱后封堵率分别为6.3%、7.4%和9.1%,即质量分数为



(a)50-6#,0.1 mL/min



(b)50-5#,0.2 mL/min



(c)50-4#,0.5 mL/min

图1　不同驱替速率下注入压力、含水率、采收率随注入体积的变化

1%的纳米聚合物微球在3种驱替速率条件下的封堵作用效果均不明显。可能是因为选用岩心的渗透率较高而纳米微球粒径较小,微球能够顺利通过孔喉,无法有效封堵孔喉。

2.1.2　聚合物微球浓度

以驱替速率0.2 mL/min注入由模拟地层水配制的质量分数为5%的纳米聚合物微球,驱替过程中50-3#岩心的注入压力、含水率、采收率随注入体积的变化见图2。一次水驱稳定压力为0.71 MPa,

纳米聚合物微球驱阶段压力增加至1.80 MPa，后续水驱压力稳定在1.40 MPa。与质量分数为1%的纳米聚合物微球驱油实验结果相比，注入压力显著增加，封堵率为49.3%，表明质量分数为5%的纳米聚合物微球起到明显的封堵作用。较高浓度下纳米聚合物微球会发生团聚，相互黏结形成较大尺寸的团聚体，从而封堵孔喉。与驱替速率条件相比，纳米聚合物微球浓度对封堵作用效果的影响较大。纳米聚合物微球驱及后续水驱初期阶段含水率均明显下降，提高采收率17.83%，最终采收率为65.03%。

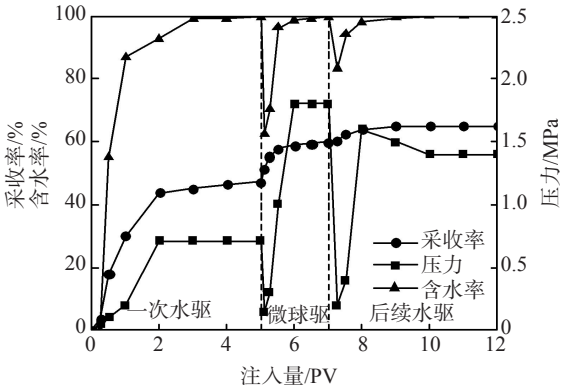
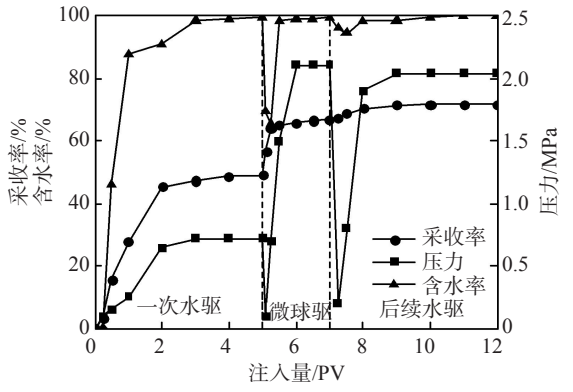


图2 50-3#岩心注入压力、含水、采收率随注入体积的变化(微球质量分数为5%)

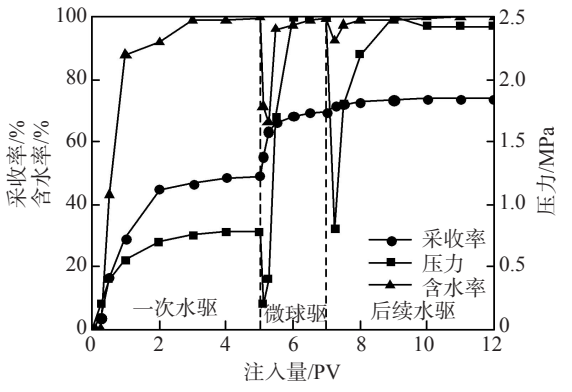
2.1.3 聚合物微球溶液矿化度

纳米聚合物微球与低矿化度水复合驱过程，采用同时注入方式[21]。50-1#、50-2#、50-3#岩心分别注入由矿化度分别为96.94、969.39、9693.88 mg/L的水配制的质量分数为5%纳米聚合物微球溶液，50-2#、50-1#岩心注入压力、含水率、采收率随注入体积的变化见图3。由图3(a)可知，50-2#岩心注入由低矿化度水(矿化度为969.38 mg/L)配制的质量分数为5%的纳米聚合物微球溶液，一次水驱稳定压力为0.72 MPa，纳米聚合物微球驱稳定压力为2.11 MPa，后续水驱压力稳定在2.04 MPa，与注入地层水(矿化度9693.88 mg/L)配制的聚合物微球相比(50-3#，图2)，纳米聚合物微球驱和后续水驱阶段压力明显增加，封堵率增加至64.7%。纳米聚合物微球在低矿化度水中发生水化膨胀，体积增大，更有利于封堵岩心大孔喉，封堵作用增强[11]。此外，低矿化度水会引起岩心中微粒发生运移并堵塞孔喉[15]，两者协同作用起到更好的封堵作用。由表1和图3(a)可知，一次水驱采收率为49.13%，含水率上升迅速；纳米聚合物微球驱油阶段提高采收率17.77%；后续水驱阶段提高采收率4.88%；最终采收率为71.78%，采收率提高22.65%。

50-1#岩心注入由低矿化度水(矿化度为96.94 mg/L)配制的纳米聚合物微球溶液(质量分数为5%)，由图3(b)可知，50-1#岩心驱油过程中注入压力、含水、采收率变化趋势与50-2#岩心相似，一次水驱稳定压力为0.78 MPa，微球驱阶段压力增加至2.50 MPa，后续水驱稳定压力为2.43 MPa，封堵率为67.9%，即随矿化度的降低，微球封堵作用效果更加显著。一次水驱采收率为48.95%，纳米聚合物微球驱提高采收率20.63%，后续水驱提高采收率4.2%，最终采收率为73.78%。纳米聚合物微球与低矿化度水协同增效驱油效果显著，随溶液矿化度的降低，注入压力增加，采收率提高。



(a)50-2#，969.38 mg/L



(b)50-1#，96.94 mg/L

图3 50-2#、50-1#岩心注入压力、含水率、采收率随注入体积的变化

2.2　不同驱替阶段核磁 T_2 谱分析

2.2.1　核磁 T_2 谱及成像

T_2 谱曲线反映岩心中油相的变化,岩心驱油实验各个阶段的核磁共振 T_2 谱曲线见图4。岩心初始饱和油状态下 T_2 谱曲线在弛豫时间 0.1～600 ms 均有分布,主要偏向长弛豫时间 20～600 ms,即原油主要分布在相对较大的孔隙中。一次水驱,注入 2 PV 时,T_2 谱曲线峰值及包围面积均发生明显下降,注入 5 PV 时,T_2 谱曲线形态未再发生明显变化。转注纳米聚合物微球,注入 2 PV 时,T_2 谱曲线弛豫时间 20～600 ms 的信号量明显降低,与 50-3#岩心(配液用水为模拟地层水)相比,50-1#岩心(配液用水为低矿化度水)的 T_2 谱曲线峰值及包围面积下降更加明显,说明低矿化度水和纳米聚合物微球复合驱有利于提高微球驱阶段采油量。后续水驱的 T_2 谱包围面积继续降低,其中 50-1#岩心后续水驱的 T_2 谱曲线形态发生明显变化,说明微球溶液矿化度越低,微球封堵作用效果越好,提高后续水驱波及效率。

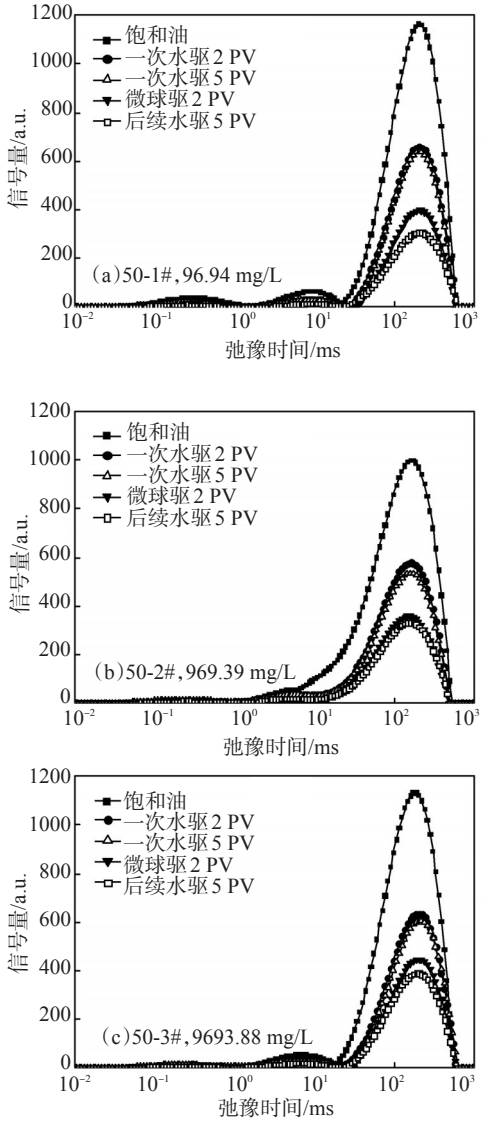


图4　不同矿化度微球溶液驱油的核磁 T_2 谱

对 50-1#岩心水驱和聚合物微球驱过程中 5 个节点进行核磁成像,结果见图5。由图5可以直观看出各个阶段岩心中剩余油的分布情况。一次水驱 5 PV 结束,岩心中仍存在大量剩余油,集中分布在岩心中部[图5(c)];注入纳米聚合物微球溶液,含油量明显减小[图5(d)],说明微球有效地封堵水窜通道,改变注入流体的流动方向,有效启动一次水驱尚未波及区域的剩余油,提高了波及效率,且低矿化度水能够提高驱油效率,因此低矿化度水与纳米微球复合驱阶段显著提高采收率;后续水驱进一步将岩心中剩余油驱出。

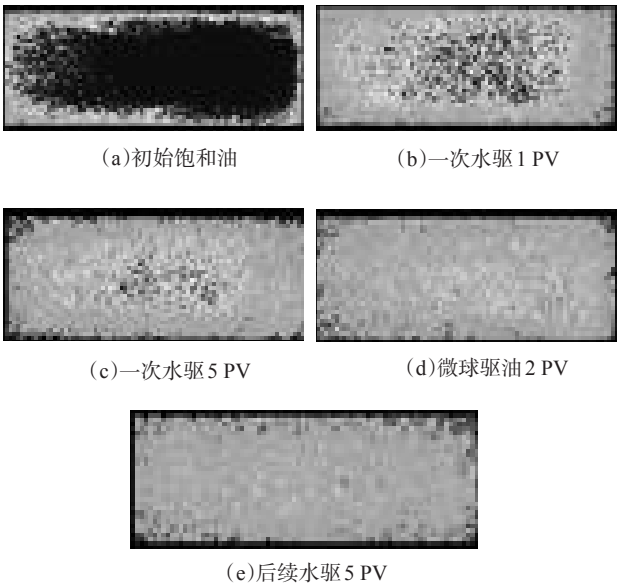


图5　50-1#岩心驱油过程中的核磁共振图像

2.2.2　不同尺寸孔隙中原油动用程度

将 T_2 谱曲线的弛豫时间转换为孔隙半径大小,信号量转换为含油量,可以得到不同阶段孔隙中含油量变化[22-23],结果见图6。由图6可知,岩心饱和油主要分布在 0.002～12 μm 孔隙中;一次水驱 5 PV 后,0.02～12 μm 孔隙中的含油量均发生下降;纳米聚合物微球驱阶段,0.02～12 μm 孔隙中含油量进一步下降,说明能够有效地启动剩余油。与注入地层水配制的纳米聚合物微球溶液的 50-3#岩心相比,

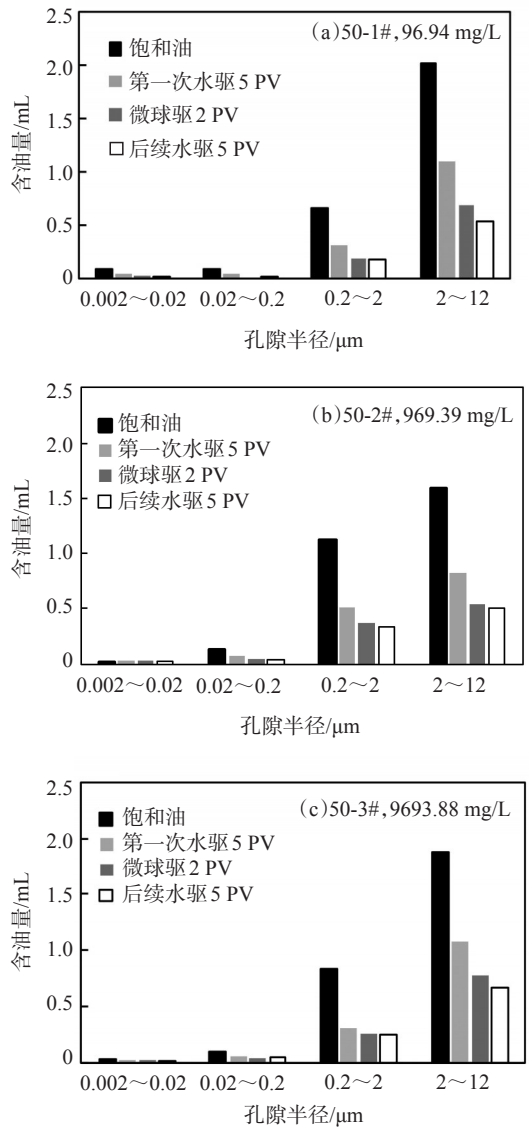


图6 不同驱油阶段孔隙中的含油量

低矿化度水与纳米聚合物微球复合驱的50-1#岩心中0.02～0.2 μm和0.2～2 μm孔隙中原油均明显下降，说明复合驱能够有效启动中小孔隙中剩余油。

采用不同矿化度水配制的聚合物微球驱替阶段不同孔隙中采出油量与聚合物微球驱阶段总采出油量之比（贡献率）见图7。由图7可知，聚合物微球驱阶段采出油量主要来自2～12 μm孔隙，平均占75%。随着注入聚合物微球溶液的矿化度降低，0.2～2 μm孔隙中驱替出的原油对该阶段总产油量的贡献增加，由15%增至23%。随着矿化度降低，纳米聚合物微球能够更好地封堵水窜通道，迫使注入流体发生转向，使低矿化度水流向中小孔隙，有效启动中小孔隙中的剩余油。

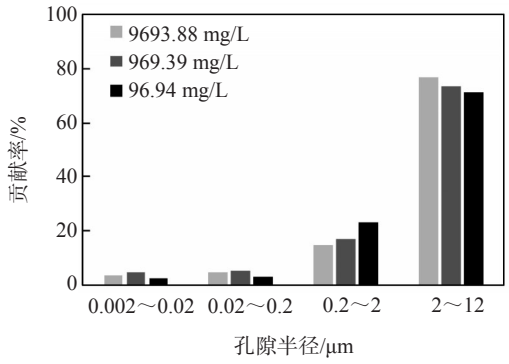


图7 不同矿化度下微球驱阶段孔隙中采出油量所占比重

3 结论

纳米聚合物微球与低矿化度水复合体系兼具调剖和驱油双重效果，复合体系相比单一聚合物微球驱油，提高采收率由17.8%增加至24.4%，后续水驱稳定注入压力由1.40 MPa升高至2.43 MPa，封堵率由49.3%增加至67.9%。

增加注入微球溶液的浓度和降低溶液的矿化度，均会显著增强微球的封堵和驱油效果。前者仅是因为微球发生团聚形成尺寸较大的团聚体，而后者主要是微球在低矿化度水中发生膨胀，且低矿化度水能够提高驱油效率。核磁共振T_2谱曲线及成像结果表明，微球驱阶段产油量主要来自2～12 μm孔隙中，即注入纳米聚合物微球能够有效地封堵水窜通道，改变注入流体的流动方向，提高波及效率，使低矿化度水启动尚未波及区域的剩余油；同时随着矿化度降低，0.2～2 μm孔隙中原油动用程度增加，即微球的封堵作用效果增强，迫使低矿化度水流向中小孔隙，启动剩余油。纳米聚合物微球与低矿化度水协同增效驱油在低渗透油藏提高采收率方面具有一定的应用潜力。

参考文献：

[1] 贾承造，郑民，张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发，2012，39(2)：129–136.
[2] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来[J]. 中国工程科学，2009，11(8)：29–37.
[3] 熊春明，唐孝芬. 国内外堵水调剖技术最新进展及发展趋势[J]. 石油勘探与开发，2007(1)：83–88.
[4] 郑强，刘慧卿，李芳，等. 油藏注水开发后期窜流通道定量识别方法[J]. 石油钻探技术，2012，40(4)：92–95.
[5] 吴天江，郑明科，周志平，等. 低渗透油藏纳米微球调驱剂封堵性评价新方法[J]. 断块油气田，2018，25(4)：498–501.

[6] 易萍, 周广卿, 王石头, 等. 纳米聚合物微球调驱封堵机理及现场试验[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(3): 86-91.
[7] 王西强, 郝栋, 刘智玮, 等. HJ油田侏罗系油藏聚合物微球调驱技术矿场实践[J]. 油田化学, 2018, 35(3): 417-421.
[8] 陈渊, 孙玉青, 温栋良, 等. 聚合物纳米微球调驱性能室内评价及现场试验[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 102-106.
[9] 周元龙, 姜汉桥, 王川, 等. 核磁共振研究聚合物微球调驱微观渗流机理[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2013, 28(1): 70-75.
[10] 刘娅菲, 杨静雯, 姚婷玮, 等. 纳米聚合物微球对高渗透介质封堵效果评价及作用机理[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(6): 130-135.
[11] 曲文驰, 宋考平. 低渗透油藏超细聚合物微球的制备及性能评价[J]. 油田化学, 2015, 32(2): 198-203.
[12] 韩秀贞, 李明远, 林梅钦. 交联聚合物微球分散体系的性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(5): 63-65.
[13] 王平, 姜瑞忠, 王公昌, 等. 低矿化度水驱研究进展及展望[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(2): 106-110.
[14] 吴剑, 常毓文, 李嘉, 等. 低矿化度水驱技术增产机理与适用条件[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(5): 145-151.
[15] 崔传智, 韦自健, 刘力军, 等. 低矿化度水驱中的微粒运移机理及其开发效果[J]. 工程科学学报, 2019, 41(6): 719-730.
[16] YANG Y L, YUAN W F, HOU J R, et al. Stochastic and upscaled analytical modeling of fines migration in porous media induced by low-salinity water injection[J]. Appl Math Mechan (Engl Ed), 2020, 41(3): 491-506.
[17] ZHANG Y S, XIE X N, MORROW N R. Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, 2007.
[18] CHAVAN M, DANDEKAR A, PATIL S, et al. Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria[J]. Petrol Sci, 2019, 16(6): 1344-1360.
[19] BRATTEKAS B, GRAUE A, SERIGHT R S. Low-salinity chase waterfloods improve performance of Cr (III) -acetate hydrolyzed polyacrylamide gel in fractured cores[J]. SPE Res Eval Eng, 2019, 19(2): 331-339.
[20] ALHURAISHAWY A K, BAI B, IMQAM A, et al. Experimental study of combining low salinity water flooding and preformed particle gel to enhance oil recovery for fractured carbonate reservoirs[J]. Fuel, 2018, 214: 342-350.
[21] ALHURAISHAWY A K, SUN X, BAI B, et al. Areal sweep efficiency improvement by integrating preformed particle gel and low salinity water flooding in fractured reservoirs [J]. Fuel, 2018, 221: 380-392.
[22] 肖文联, 杨玉斌, 李闽, 等. 鄂尔多斯盆地不同类型储集层水驱油特征实验[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 807-816.
[23] GUO J C, ZHOU H Y, ZENG J, et al. Advances in low-field nuclear magnetic resonance (NMR) technologies applied for characterization of pore space inside rocks: a critical review[J]. Petrol Sci, 2020, 17(5): 1281-1297.

Investigation on the Profile Control and Oil Displacement of Combining Nano-polymer Microspheres and Low Salinity Water Flooding

YUAN Weifeng[1], YANG Yulong[1], HOU Jirui[1], CHEN Tingting[2]

(*1. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 2. School of Oil & Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331, P R of China*)

Abstract: Water injection development in low permeability reservoir generally results in serious channeling of injected water and a large amount of remaining oil. Polymer microspheres and low salinity water are proven effective approaches for profile control and oil displacement in hydrocarbon reservoirs. The former focuses on profile control while the latter favors oil displacement, and thus their combination is expected to achieve the dual effect of profile control and oil displacement. This paper evaluated the effects of simultaneously injecting nano-polymer microspheres and low salinity water via core floods. Nuclear magnetic resonance T_2 spectrum and imaging test were used to reveal the extent of residual oil in pores of various sizes during core flooding as well as the mechanism of oil displacement. The results showed that the microspheres could eliminate water channeling and change flow direction, forcing the low salinity water to enter smaller pores and improving the sweep and oil displacement efficiency. The lower the salinity, the higher the produced oil from small and medium-sized pores. Increasing the concentration of microspheres and decreasing the salinity of injected fluid could enhance the plugging effect of microspheres, resulting in enhanced injection pressure and oil recovery. This study confirmed the potential of synergistic flooding with low salinity water and nano-polymer microspheres in improving oil recovery in low permeability reservoirs.

Keywords: *low permeability reservoirs*; *nano-polymer microspheres*; *low salinity water*; *profile control and oil displacement*; *nuclear magnetic resonance*